

підвищення тиску фіксується на манометрі. Таким чином, зміною перепаду тиску на датчику швидкісного напору можна керувати сигналізуючим елементом.

Список використаних джерел:

1. Сигналізатор поглинання промивальної рідини у свердловині / Каракозов А. А. // – Патент UA № 50771. –МПК E21B25/00 – 2010. – 10 с.
2. Андрусяк А.М. Системи подвійноінгібованих промивальних рідин / А.М. Андрусяк, Б.А. Тершак, Є.Р. Мрозек // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №5. – С.16-19.

УДОСКОНАЛЕННЯ ЯКОСТІ РОЗМЕЖУВАННЯ ВОДО ГАЗОНОСНИХ ПЛАСТІВ ГІДРОФОБНИМ МАТЕРІАЛОМ «RAMSINKS-2М»

Суліма Є. О., Колесніков С. Р.

Науковий керівник – Наливайко О. І., канд. техн. наук, доцент

Актуальність роботи. Актуальність створення тампонажних новітніх цементів викликана необхідністю покращення якості ізоляції продуктивних пластів на різних етапах закінчення і експлуатації свердловин, так як з ростом глибин нафтових і газових свердловин підвищуються пластові температури і тиски.

Проведений аналіз промислового статистичного матеріалу по заколонних газонафтоводопроявах (ГНВП) на родовищах Дніпровсько-Донецької Западниці (ДДЗ) в процесі закінчування і експлуатації свердловин свідчить, що на різних родовищах від 10 % до 50% нафтових і до 60 % газових свердловин спостерігаються міжпластові переточки.

Мета досліджень. Створення новітніх тампонажних гідрофобних розчинів з диференційованим темпом набору міцності для уникнення флюїдопрояву на стадії очікування тужавіння цементу (ОТЦ) в інтервалі температур від 0 °С до 180 °С, що приведе до забезпечення високої якості ізоляції продуктивних горизонтів.

Серед спеціальних тампонажних цементів виділяють зокрема шлакопіщані цементи, які застосовують для цементування свердловин в умовах підвищених температур; обважені тампонажні шлакові цементи УШЦ, які застосовують в умовах аномально високих пластових тисків (АВПТ) за температури від 80 до 250 °С; обважені тампонажні цементи для помірних температур ЦТО, які використовують для цементування обсадних колон за температури 50-100°С в умовах АВПТ та інтервалах залягання соляних відкладів.

У умовах АНПТ використовують полегшені тампонажні цементи, для виробництва яких використовують полегшені добавки.

Об'єктом досліджень в даній роботі є зразки цементних розчинів групи «RAMSINKS-2М».

Проаналізовані результати лабораторних досліджень впливу фізико-механічних і фізико-хімічних властивостей гідрофобних матеріалів групи «RAMSINKS-2М» на тампонажні цементи.

В лабораторних умовах підтверджені технічні параметри новітніх гідрофобних тампонажних розчинів (рухливість, густина, водовідділення, прокачуваність тощо) згідно стандартних вимог на відповідних приладах.

Таблиця 1 – Результати лабораторних досліджень цементного каменю ПЦТ-І-100 з гідрофобною домішкою «Ramsinks-2М»

Умови проведення досліджень: цемент тампонажний ПЦТ-І-100; В : Ц = 0,50; питома вага цементу – 1,83; температура в автоклаві – 75 °С.	
<p>Дослідження № 1 (ПЦТ-І-100 + 0,03 % НТФК + 0,2 % «Ramsinks-2М»):</p> <p>1. Водовідділення: – ПЦТ-І-100 + 0,03 % НТФК – через 2 години = 6,8%; – ПЦТ-І-100 + 0,03 % НТФК + 0,2 % «Ramsinks-2М» = 4,7 %.</p> <p>2. Питома вага з «Ramsinks-2М» = 1,82.</p> <p>3. Час загущення до 30 УОК = 56 хв.</p>	<p>Дослідження № 3 (ПЦТ-І-100 + 0,06 % НТФК + 0,3% «Ramsinks-2М»)</p> <p>1. Водовідділення: – ПЦТ-І-100 + 0,03 % НТФК – через 2 год = 6,8 %; – ПЦТ-І-100 + 0,03% НТФК + 0,2% «Ramsinks-2М» = 5,4%.</p> <p>2. Питома вага з «Ramsinks-2М» = 1,82.</p> <p>3. Час загущення до 30УОК = 40 хв.</p>
<p>Дослідження № 2 (ПЦТ-І-100 + 0,06%НТФК + 0,25% «Ramsinks-2М»)</p> <p>1. Водовідділення: – ПЦТ-І-100 + 0,06% НТФК – через 2 години = 6,8%; – ПЦТ-І-100 + 0,06% НТФК + 0,25% «Ramsinks-2М» = 4,7%.</p> <p>2. Питома вага з «Ramsinks-2М» = 1,82.</p> <p>3. Час загущення до 30 УОК = 1 год 40 хв (при проведенні аналізу в автоклаві відокремилася змішувальна лопатка).</p>	<p>Дослідження № 4 (ПЦТ-І-100 + 0,06 % НТФК + 0,2 5% «Ramsinks-2М»)</p> <p>1. Водовідділення: – ПЦТ-І-100 + 0,03 % НТФК – через 2 год = 6,8 %; – ПЦТ-І-100 + 0,03% НТФК + 0,2% «Ramsinks-2М» = 4,7%.</p> <p>2. Питома вага з «Ramsinks-2М» = 1,82.</p> <p>3. Час загущення до 30УОК = 2 год 30 хв.</p> <p>4. Рзгин ПЦТ-І-100 + НТФК згідно ДСТУ Б В 2.7.86-99 = 3,5 МПа.</p> <p>Рзгин ПЦТ-І-100 + 0,06 % НТФК + 0,3% «Ramsinks-2М» = 9 МПа</p>

Оптимальна добавка до тампонажного розчину «Ramsinks-2М» в залежності від пластових термобаричних умов складає 0,02-0,03 % до маси в'язучого.

Висновки. Розроблено технологію застосування гідрофобних цементних розчинів групи «RAMSINKS-2М» щодо розмежування водогазоносних пластів. Впровадження цих тампонажних матеріалів здійснювалось при кріпленні глибоких свердловин на підприємствах БУ «Укрбургаз» у складних гірничо-геологічних умовах ДДЗ, що за-

безпечило одержання значного технологічного, економічного і екологічного ефекту.

Список використаних джерел:

1. Технічний звіт від 11 жовтня 2010 року, про результати проведених лабораторно-виробничих випробувань дії гідрофобної водовідштовхуючої добавки «Ramsinks-2M» і її модифікацій щодо тампонуючих цементів БУ «Укрбургаз».
2. Патент на корисну модель № 4700 від 17.01.05 р. Наливайко О.І. «Спосіб одержання гідрофобної речовини на основі осадових кремністих гірських порід».

ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗЛІФТНИМ МЕТОДОМ ПРИ ЗБІЛЬШЕНОМУ ВОДНОМУ ФАКТОРУ

Суліма Є. О., Колесніков С.Р.

Науковий керівник – Наливайко О.І., канд. техн. наук, доцент

Актуальність роботи. Підвищення ефективності технології експлуатації свердловин, забезпеченням оптимальних умов газліфтною експлуатації свердловин, а саме забезпечення максимального винесення рідини при мінімальній витраті робочого агента. Такі умови визначаються за результатами промислових гідрогазодинамічних досліджень на продуктивність.

В процесі постійної газліфтною експлуатації, дебіт пластової води яка надходить до стовбуру свердловини збільшується. Як наслідок, газліфтна експлуатація не забезпечує стабільного виносу повного об'єму рідини, особливо в глибоких свердловинах (більше 3500 метрів).

Мета. Ефективність газліфту залежить від в'язкості, швидкості руху суміші, тиску нагнітання робочого агента та гирлового тиску. Дебіт газліфтною свердловини до 2000 м³/добу, глибина свердловини 4000 м, тиск робочого агента до 10-15 МПа. Для попередження корозії, відкладання солей і парафіну, утворення високов'язких емульсій в потік робочого агента вводяться інгібітори, ПАР і інші хімічні реагенти. Обводнення свердловин призводить до зменшення газонасиченої товщини продуктивного розрізу і фазової проникності для газу в працюючих газонасичених пластах за рахунок перетікання води із обводнених пластів, руйнуванню привибійної зони пласта (ПЗП) з винесенням піску і розмиванням глинистої частини пласта і ускладненню умов видобування газу. В обводнених газових і газоконденсатних свердловинах відбуваються значно більші втрати тиску в насосно-компресорних трубах (НКТ).